

**“MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO CAPARROSO-75
CON LA APLICACIÓN DE UN TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN
SIMULTÁNEO NO-REACTIVO Y REACTIVO”**

Expositor: Ing. Yuri De Antuñano Muñoz.

Autor: Ing. Yuri De Antuñano Muñoz.

Coautores:

Grupo De Estimulación De Pozos Imp

Ing. Oswaldo Romero Muñoz

Ing. Fermín Rosales Arias

Activo Luna Pemex

Ing. Luis Armando Pavón Chable

Ing. Guadalupe Téllez Centeno

Ing. Litzaxalla Nuñez Carril

INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO-MÉXICO

RESUMEN

La declinación en la producción de los hidrocarburos en pozos de aceite y gas, cada día se ve afectada por muchos factores, entre los cuales destaca el daño a la formación, ocasionada por los fluidos de perforación y terminación, la migración de finos de la formación por el acarreo de los fluidos producidos, así como, la depositación de material orgánico, asfaltenos y parafinas, los cuales ocasionan la obstrucción parcial o total del medio poroso, alterando las características más importantes de la roca, como son la porosidad y la permeabilidad, reduciendo con esto, en el medio poroso los canales preferenciales del flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo.

Siendo el daño a la formación, un factor negativo en la vida productiva del pozo, es de vital importancia disponer de información de buena calidad, que permita determinar las causas que lo originaron a fin de diseñar y establecer el tipo de tratamiento de estimulación más adecuado que permita remover el daño presente en la formación e incrementar la productividad del pozo.

En este trabajo se presenta el estudio y análisis del pozo Caparroso-75, realizado en forma conjunta entre personal del Grupo de Estimulaciones a Pozos del IMP y el Activo Luna de PEMEX, del Distrito Comcalco, para determinar las causas de la declinación de la producción del pozo y sus alternativas de solución, mediante el análisis de: las historias de perforación y producción, comportamiento de la presión de fondo, interpretación de pruebas de presión-producción y la simulación de análisis nodal, aplicando el software **PIPE-SIM**.

Del análisis realizado al pozo Caparroso 75, se determinó un fuerte daño a la formación en la vecindad del pozo, ocasionado por los fluidos de perforación y terminación, por la migración de finos de la formación acarreados por los fluidos producidos y por la depositación de material orgánico, asfaltenos y parafinas.

A fin de eliminar el daño a la formación, se diseñó un tratamiento de estimulación simultáneo no-reactivo y reactivo mediante la aplicación del software **Stim-Cade** (Acidificación Matricial), así como, de pruebas de laboratorio físicas y de compatibilidad por emulsión con el aceite crudo del pozo y los sistemas de tratamiento a emplearse, permitiendo definir la concentración de los aditivos a utilizarse, con el objeto de evitar los posibles problemas al contacto de los fluidos del tratamiento con los fluidos del pozo.

Debido a la alta temperatura de la formación, 168 °C, se recomendó que el sistema ácido fuera una mezcla de ácidos clorhídrico-fórmico en una relación 9:1 respectivamente, con un poder de disolución equivalente al ácido clorhídrico al 15%, a fin de garantizar el retardamiento en la velocidad de reacción del ácido, mayor disolución de la roca contactada y una mayor penetración de éste en el medio poroso.

Con el objeto de evaluar el tratamiento de estimulación aplicado al pozo Caparroso 75, se realizó la supervisión y el monitoreo de la operación y se analizó su comportamiento de la presión de inyección, permitiendo definir en que momento los sistemas lograban su efectividad en la formación.

De los resultados obtenidos del estudio y la aplicación del tratamiento de estimulación recomendado, se logró la remoción del daño a la formación y por consiguiente el incremento de la producción del pozo Caparroso-75 de 750 bl/día a 1500 bl/día, lo cual representa un 100% más en la producción del pozo.

INTRODUCCIÓN

En la perforación de un pozo petrolero se utilizan diferentes tipos de fluidos a fin de alcanzar los objetivos programados para la explotación de los hidrocarburos contenidos en ciertas formaciones. Estos fluidos son comúnmente conocidos como fluidos de perforación, los cuales tienen como objetivo el de proporcionar lubricación a la barrena, acarrear hacia la superficie los fragmentos de roca originados por la barrena y prevenir el flujo de fluidos de las formaciones hacia el pozo.

Debido al contacto directo del fluido de perforación con las formaciones perforadas, en la mayoría de los casos se ocasiona un daño a la formación por la filtración del fluido, el cual contiene sólidos en suspensión los cuales bloquean los poros de la formación y/o las fracturas naturales, originando con esto, la obstrucción parcial o total en el medio poroso al flujo de fluidos de la formación al pozo y alterando las propiedades petrofísicas de la roca como la porosidad y la permeabilidad.

Para la remoción del daño, se debe conocer el origen de éste, a fin de determinar adecuadamente el tipo de tratamiento a emplear para restablecer o mejorar las condiciones de la formación. La eficiencia de una estimulación depende primeramente de la remoción del daño que restringe la productividad del pozo. Esta restricción se presenta normalmente como una declinación en la producción del pozo, producto de una caída de presión del yacimiento hacia el pozo. Para lograr la estimulación del daño, se recomienda realizar pruebas de variación de presión, las cuales permiten discretizar el daño y determinar la permeabilidad de la formación.

El diseño de un tratamiento de estimulación, requiere de los conocimientos básicos de todos los fenómenos involucrados, tales como: a) Reacciones químicas entre el fluido de tratamiento y los diferentes minerales de la formación y b) El comportamiento del flujo del líquido a través del medio poroso y la interacción de los aditivos empleados.

Cuando se considera lo anterior, podemos determinar cual es el tratamiento adecuado para remover eficientemente el daño en la formación.

ANTECEDENTES

El pozo Caparroso-75, inició su perforación en octubre de 1988 con la finalidad de explotar los hidrocarburos de la formación del Cretácico Medio. Durante su etapa de perforación a la profundidad de 600 m inició su desviación con $0^{\circ} 15'$, detectándose a la profundidad del intervalo 5012-5614 m pérdidas del fluido de perforación (lodo polimérico Thermadrill), siendo necesario para continuar la perforación, bajar la densidad del lodo y añadir obturantes de grano medio. Posteriormente el 7 de mayo de 1990, se dispara el intervalo 5553-5560 m, con pistolas Ener-Jet de $1 \frac{11}{16}$ pg, con $13 \frac{c}{m}$, sin observarse la manifestación del pozo, por lo que, se dispara el intervalo 5512-5487 m, observándose también sin manifestar, optándose por efectuar una prueba de admisión a ambos intervalos disparados con agua dulce, registrándose una presión de inyección de 455 kg/cm^2 y una presión máxima de 490 kg/cm^2 , a un gasto de bombeo de 0.75 bl/min, obteniéndose una presión final de 420 kg/cm^2 . Se abre el pozo por estrangulador de 1/2 pg, observándose el desalojo de agua dulce sin manifestar, siendo necesario inducir al pozo con tubería flexible de 1 pg a la profundidad de 5560 m, observándose el desalojo de agua dulce, nitrógeno y gas sin manifestar.

Debido a que el pozo no se manifiesta, se le efectúa un tratamiento de estimulación con 20 m^3 de ácido clorhídrico al 15%, registrándose una presión de inyección de 415 kg/cm^2 y una presión máxima de 460 kg/cm^2 , obteniéndose una presión final de operación de 253 kg/cm^2 . Una vez terminada la inyección de los fluidos de tratamiento se abre el pozo por estrangulador de 1/4 pg, observándose el desalojo de los productos de reacción, gas y aceite, quedando como pozo productor.

Con amera de 1 1/4 pg, estacionada a la profundidad de 4500 m se efectúa un registro de fondo fluyendo con estrangulador de $\frac{3}{8}$ pg, obteniéndose una presión de 350 kg/cm².

El 13 de julio de 1990 se le realiza una medición de la producción del pozo, con estrangulador de $\frac{3}{8}$ pg, registrándose un gasto de aceite de 124 m³/día, con una relación gas-aceite de 653 m³/m³ y una presión en la cabeza de 355 kg/cm².

De julio a noviembre del mismo año, el pozo se mantiene produciendo por estrangulador de $\frac{3}{8}$ pg, registrándose un gasto de aceite promedio de 338 m³/día, con una relación gas-aceite de 538 m³/m³ y una presión en la cabeza de 283 kg/cm².

El 20 de diciembre de 1990, se amplía estrangulador de $\frac{3}{8}$ pg a 1/2 pg, registrándose un gasto de aceite de 348 m³/día, con una relación gas-aceite de 538 m³/m³ y una presión en la cabeza del pozo de 250 kg/cm². Posteriormente se amplía de 1/2 pg a 3/4 pg incrementándose el gasto de aceite a 383 m³/día.

En enero de 1991, se amplía el diámetro de estrangulador de $\frac{3}{8}$ pg a $\frac{5}{8}$ pg, registrándose un gasto de aceite de 556 m³/día, con una relación gas-aceite de 538 m³/m³ y una presión en la cabeza del pozo de 310 kg/cm².

De enero a agosto del mismo año, se cambian diferentes diámetros de estrangulador de $\frac{3}{8}$ pg a 1/2 pg y de $\frac{3}{8}$ pg a 3/4 pg, manteniéndose produciendo con un gasto de aceite promedio de 380 m³/día.

El 10 de marzo de 1992, se estrangula el pozo de $\frac{3}{8}$ pg a 1/4 pg, registrándose un gasto de aceite de 179 m³/día, con una relación gas-aceite de 496 m³/m³ y una presión en la cabeza del pozo de 260 kg/cm².

El 27 de junio de 1993, se realiza al pozo una medición de la producción con estrangulador de 1/4 pg, registrándose un gasto de aceite de 157 m³/día, con una relación gas-aceite de 748 m³/m³, una presión en la cabeza del pozo de 350 kg/cm² y un flujo fraccional de agua de 0.3%.

De junio de 1993 a abril de 1994, el pozo se mantiene produciendo por estrangulador de 1/4 pg, observándose la declinación de la producción de aceite de 157 m³/día a 46 m³/día y el incremento del flujo fraccional de agua de 0.3 % a 1.8 %.

Debido a la baja producción del pozo, se le efectúa una prueba de admisión, registrándose una presión de admisión de 6300 psi, con una presión de inyección de 6400 psi, admitiéndose 15 bl, de los cuales 10 bl se bombearon a un gasto de 1 bl/min y los 5 bl restantes a un gasto de 1.5 bl/min.

El 1º de mayo de 1994 se le realiza una limpieza con 5 m³ de ácido clorhídrico al 15%, registrándose una presión de admisión de 6300 psi a un gasto de bombeo de 1 bl/min, posteriormente se le realiza una medición de la producción, con estrangulador de $\frac{3}{8}$ pg, registrándose un gasto de aceite de 300 m³/día, con una relación gas-aceite de 498 m³/m³, una presión en la cabeza del pozo de 350 kg/cm² y un flujo fraccional de agua de 1.8%.

De mayo a agosto de 1994, la producción del pozo declina drásticamente de 300 m³/día a 105 m³/día y se incrementa el flujo fraccional de agua de 1.8% a 5.0 %.

A fin de controlar el flujo fraccional de agua, se estrangula el pozo con un diámetro de 1/4 pg, sin obtenerse éxito, ya que en 7 días se incrementa el agua de 5 a 50 %, alcanzándose hasta un 60% y ocasionando el cierre del pozo por alto porcentaje de agua.

El 11 de marzo de 1995, se le realiza al pozo una reparación mayor con el objeto de obturar los intervalos 5550-5560 m y 5487-5512 m de las formaciones del Cretácico medio (KM) y Cretácico Superior Agua Nueva (KSAN) y disparar el intervalo 5395-5410 m, perteneciente a la base y cima de las formaciones del Cretácico Superior San Felipe y Cretácico Superior Agua Nueva.

La reparación mayor realizada al pozo Caparroso-75, se efectuó del 3 de marzo al 13 de mayo de 1995, realizándose la cementación forzada a los intervalos abiertos antes mencionado y colocándose un mercury K a la profundidad de 5425 m, así como, disparándose con pistolas Enert-Jet de 2 $\frac{1}{8}$ pg, con 13 c/m, fase 90°, el intervalo 5395-5410 m y efectuándose una prueba de admisión al intervalo disparado, registrándose una presión de admisión de 3700 psi a un gasto de 0.5 bl/min, alcanzándose una presión máxima de inyección de 4500 psi a un gasto de 1.5 bl/min. Una vez terminada la prueba de admisión, se abre el pozo por estrangulador de $\frac{1}{8}$ pg, registrándose un incremento de la presión en la cabeza del pozo de 1400 psi a 2000 psi, observándose el desalojo de agua. Posteriormente, se amplió el diámetro de estrangulador de $\frac{1}{8}$ pg a $\frac{1}{4}$ pg, registrándose un incremento en la presión de la cabeza del pozo a 2400 psi y observándose el desalojo de agua, aceite y gas.

El 14 de mayo de 1995, se pone el pozo a producción por estrangulador de $\frac{5}{16}$ pg, registrándose un gasto de aceite de 232 m³/día, 7.0% de flujo fraccional de agua, con una relación gas-aceite de 338 m³/m³ y una presión en la cabeza del pozo de 229 kg/cm², recuperándose dos muestras de los fluidos producidos por el pozo, obteniéndose del análisis de éstas lo siguiente:

Análisis de fluidos del Pozo Caparroso 75

Aceite (%)	Densidad (g/cc)	Agua (%)	Sedimentos (%)	Salinidad (ppm)	pH	Temp. (°F)
95.0	0.808	5.0	0.2	13,000	7.0	44
93.0	0.812	7.0	0.2	16,000	7.0	44

De mayo de 1995 a mayo de 1997, la producción del pozo Caparroso-75, declina en un 60% tanto en el gasto de aceite, como en la presión en la cabeza del pozo. Debido a la drástica declinación de la presión y la producción del pozo, se decide efectuar al pozo un estudio mancomunado entre personal del Activo Luna del Distrito Comalcalco y el Grupo de Estimulaciones del IMP, Zona Sur, con el objeto de definir las causas de la declinación de la producción del pozo y establecer las medidas de solución para restablecer o mejorar las condiciones de producción del pozo.

DATOS DEL POZO Y DE LA FORMACIÓN

El estudio del pozo Caparroso 75, se inició con la recopilación de la información referente a los datos del pozo y de la formación, el estado mecánico del pozo, las historias de perforación y producción, registros de presión de fondo y las operaciones realizadas al pozo.

En la tabla 1 se presentan los datos de pozo y de la formación, así como, su estado mecánico del pozo.

Tabla 1.- Datos del pozo y de la formación

Pozo	Caparroso-75
Tipo de Pozo	Vertical
Campo	Caparroso
Distrito	Comalcalco
Región	Sur
Productor	Aceite ligero
Gasto de producción (08/may/97)	1069 m ³ /día
Presión de fondo estática (20/jun/97)	662.0 kg/cm ² *
Presión de fondo fluyendo (20/junio/97)	377.75 kg/cm ² *
Presión de Saturación	356 kg/cm ² **
Temperatura a NMD	168 °C*
Intervalos disparados	KSSF base KSAN cima KSAN base (obturado) KM (obturado)
	5395-5398 m 5398-5410 m 5487-5512 m 5550-5560 m
Tipo de Pistola	Ener-Jet
Diámetro de Pistola	2 1/8"
Fase	90°
Diámetro de los disparos	0.25"
Densidad de los disparos	13 c/m
Permeabilidad	50 md***
Porosidad	4.6 %
Formación	K.S.S.F. K.S.A.N.
Roca Productora	100 % Caliza
Espesor bruto	165 m
Espesor neto	126 m
Radio de drene	500 m
Flujo fraccional de agua (%)	0.30
Salinidad (ppm)	s/d
Densidad relativa del aceite (agua = 1)	0.825

* Datos obtenidos de la prueba de incremento y decremento de presión realizada al pozo en junio de 1997.

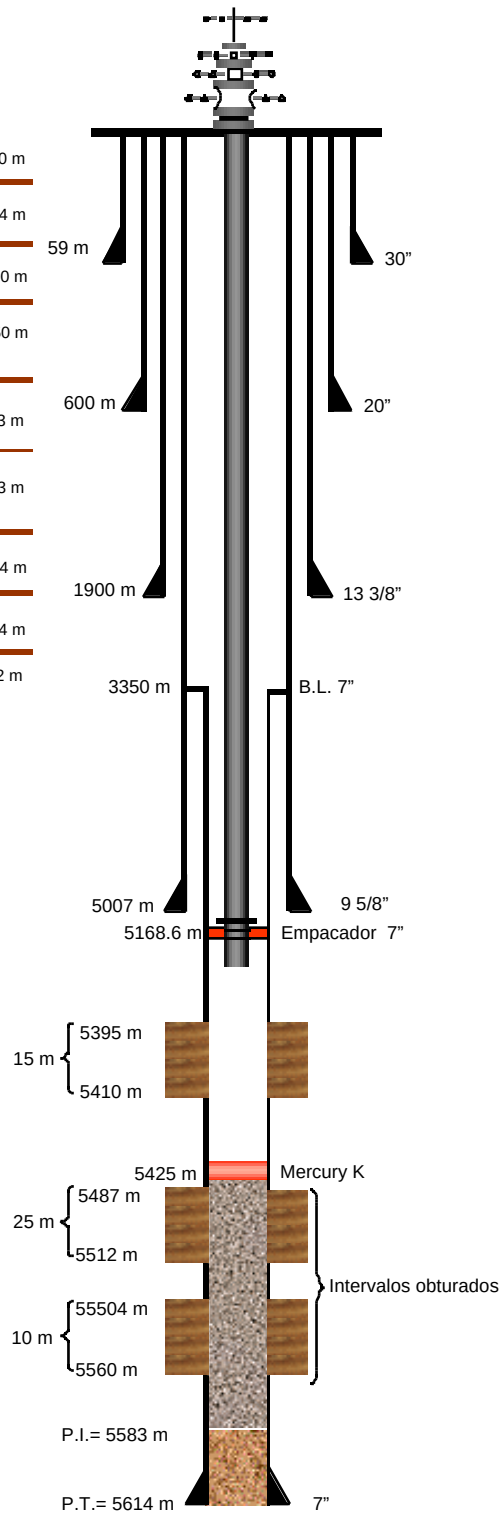
** Dato obtenido de un análisis PVT del pozo vecino Caparroso-192.

*** Dato obtenido de la prueba de variación de presión.

Estado Mecánico Pozo Caparoso-75

Aparejo de Producción

T.P. 3 1/2" TRC-95	0000.00 -1012.10 m
T.P. 3 1/2" TRC-95	1012.10-3131.54 m
T.P. 3 1/2" N-80	3131.54 -5159.00 m
JUNTA DE EXPANSIÓN	5159.00-5166.50 m
T.P. 3 1/2" L-80	5166.50-5168.63 m
ANCLA DE SELLOS K-22	5168.39-5168.63 m
EMP.7"	5168.63-5170.34 m
T. DE PESCA	5170.34-5172.04 m
COMB. 4 1/2" A 3 1/2"	5172.04-5191.72 m



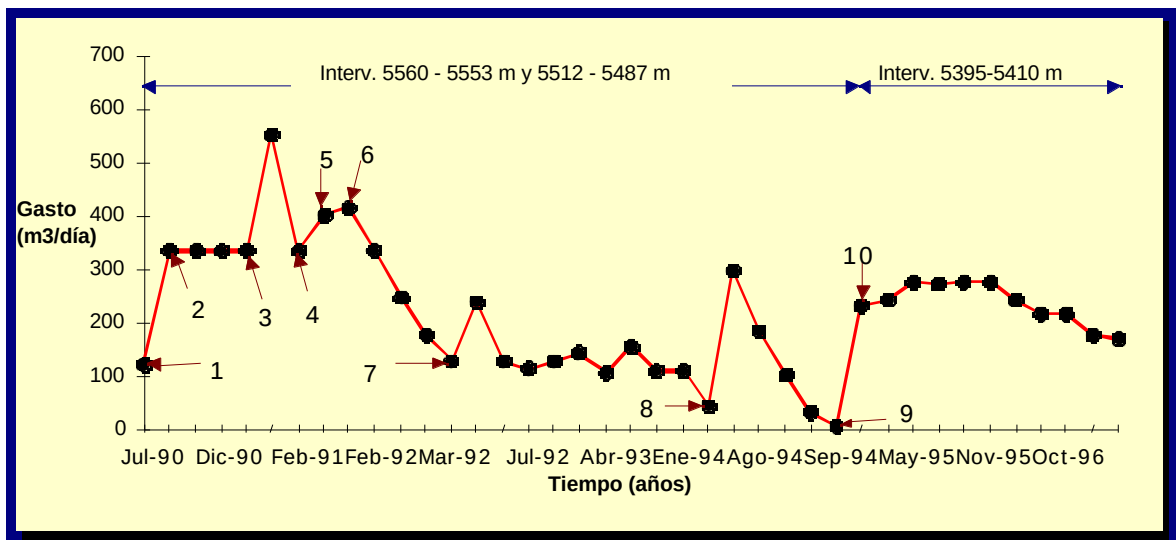
Estructura Geológica

PARAJE SOLO	AFLORA
FILISOLA	518 m
CONCEPCIÓN SUPERIOR	814 m
CONCEPCIÓN INFERIOR	1565 m
DEPÓSITO	AUSENTE
SAL	2947 m
	A
	3559 m
EOCENO	3559 m
PALEOCENO	4795 m
K. SUP. MÉNDEZ	5177 m
K.S.S.FELIPE	5293 m
K.S.AGUA NVA.	5398 m
K. MEDIO	5524 m

HISTORIA DE PRODUCCIÓN

Con el objeto de analizar el comportamiento de la producción del Pozo Caparroso 75, los datos obtenidos de los aforos de producción efectuados desde su inicio de explotación hasta la fecha fueron graficados, asociándose los eventos u operaciones realizadas al pozo, obteniéndose el siguiente comportamiento como se muestra en la gráfica 1.

Gráfica 1.- Comportamiento de la Producción



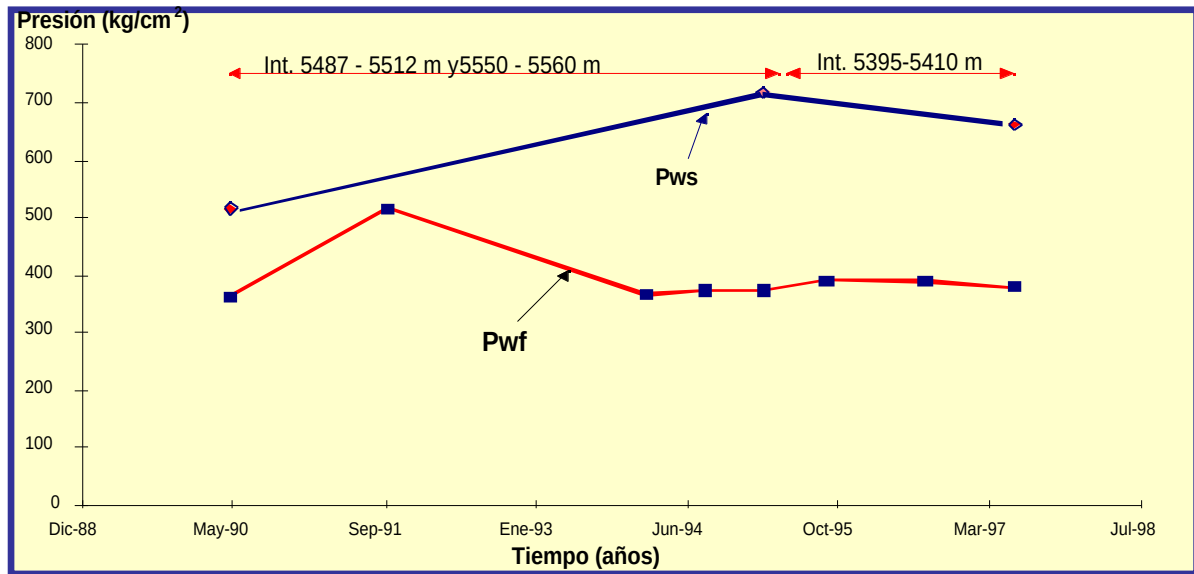
Operaciones realizadas al pozo

1. Se estimula pozo con 20 m³ y amplía estrangulador.
2. Se amplía estrangulador de $\frac{3}{8}$ pg a $\frac{1}{2}$ pg.
3. Se amplía estrangulador de $\frac{3}{8}$ pg a $\frac{5}{8}$ pg.
4. Se amplía estrangulador de $\frac{3}{8}$ pg a $\frac{1}{2}$ pg.
5. Se amplía estrangulador de $\frac{3}{8}$ pg a $\frac{3}{4}$ pg.
6. Estrangula de $\frac{3}{8}$ pg a $\frac{1}{4}$ pg.
7. Se amplía estrangulador de $\frac{1}{4}$ pg a $\frac{3}{8}$ pg.
8. Se efectúa estimulación de limpieza con 5 m³ de HCl al 15%.
9. Se cierra el pozo por alto porcentaje de agua. Se efectúa reparación mayor para obturar los intervalos 5550-5560 m y 5487-5512 m y disparar intervalo 5395-5410 m, con pistolas Enert-Jet de $2 \frac{1}{8}$ pg.
10. Se abre pozo a producción por estrangulador de $\frac{5}{16}$ pg, con flujo fraccional de agua de 7.0%

COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN

A fin de determinar la relación de la declinación de la producción del pozo, se graficaron los datos de presión de fondo del pozo, a fin de observar el comportamiento de las presiones de fondo estática y fluyente, obteniéndose el siguiente comportamiento el cual se muestra en la gráfica 2.

Gráfica 2.- Comportamiento de la Presión de fondo



PRUEBA DE PRESIÓN & TEMPERATURA

Debido a la fuerte declinación presentada recientemente por el pozo Caparroso-75, en la producción de hidrocarburos y en la presión en la cabeza del pozo, se decidió realizar una prueba de presión y temperatura, efectuándose ésta del 18 al 22 de junio de 1997, a fin de determinar si la formación se encontraba dañada.

La prueba de presión y temperatura fue realizada por la Compañía Schlumberger Wireline & Testing, la cual consistió en registrar una curva de incremento de 48 hrs y posteriormente dos curvas de decremento con estranguladores de 1/4 pg y 3/8 pg. La prueba inició con un gradiente dinámico descendente por estaciones cada 1000 m, hasta alcanzar una profundidad de 5300 m, utilizándose una sonda LMR adquiriendo datos en memoria durante toda la prueba. Obteniéndose los siguientes resultados:

Resultados de la prueba de presión & temperatura

Condiciones del pozo	Presión (psia)	Gradiente de presión (kg/cm ² /m)
Fluyendo 1/4 pg	3503.42	0.04223
Cerrado	9408.18	0.051141
Decremento 1/4 pg	5223.93	0.04647
Decremento 3/8 pg	3935.18	0.04322

Con base a los resultados obtenidos por la Compañía Schlumberger se realizó la simulación de éstos con el programa de cómputo denominado Saphir III empleándose datos del análisis composicional PVT del pozo Caparroso -192 (pozo vecino), a fin de simular el comportamiento de las curvas de presión, considerándose lo siguiente:

Datos utilizados para la simulación

Porosidad (%)	Espesor (m)	Bo (adim)	Visc Aceite (c.p.)	Co	Rw (ft)
4.6	50	3.94	0.11	20x10-6	0.3489

De la derivativa de los datos obtenidos se observó que ésta presentaba un comportamiento que podía ser ajustado a diferentes curvas tipos. Sin embargo, se consideró que la simulación no debía ser sólo un ajuste matemático a una curva, sino la explicación de una serie de fenómenos físicos que aparecen en el yacimiento.

La curva derivativa de decremento por estrangulador de $1/4$ pg (dP/dP' vs dt), indicó que la formación presentaba un fuerte daño y una baja permeabilidad. Tratándose de realizar el ajuste de la curva, a fin de determinar el valor de daño y la permeabilidad de la formación, se consideraron los modelos: a) Doble porosidad, b) Doble porosidad con falla cercana y c) Dos capas, lográndose ajustar la curva derivativa con el modelo de Doble porosidad con falla cercana y determinándose que:

- ♣ La formación presenta un valor daño positivo de + 65 y
- ♣ La formación presenta una permeabilidad de 50 md.

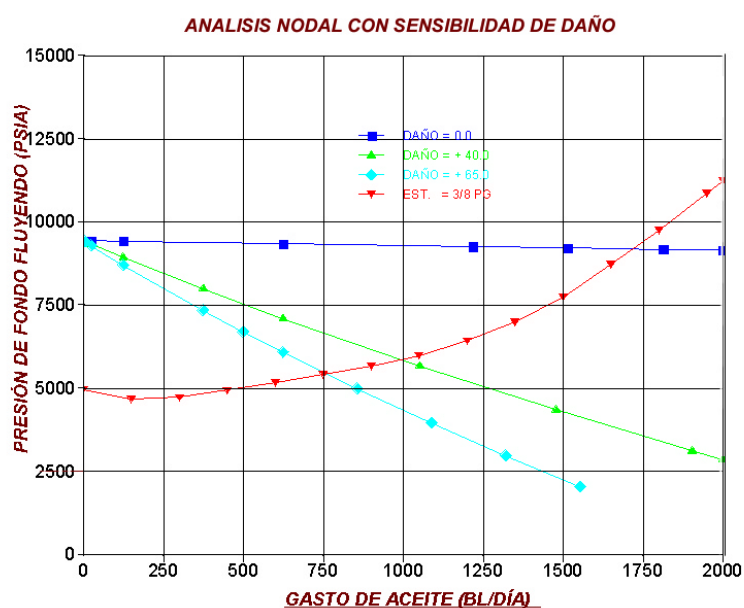
Con base a lo anterior, se concluyó que el pozo Caparroso-75, requería ser estimulado.

ANÁLISIS NODAL.

Con el objeto de determinar cuanto incremento de producción se obtendría al aplicar un tratamiento de estimulación al pozo Caparroso 75 que permitiera remover el daño de la formación, se realizó un análisis nodal aplicando el software de simulación de flujo multifásico **PIPE-SIM**, utilizándose los datos del estado mecánico del pozo, las propiedades de los fluidos producidos y los datos de permeabilidad (50 md) y daño (+ 65), obtenidos del análisis de la prueba de variación de presión realizada al pozo del 18 al 22 de junio de 1997.

El comportamiento del flujo de fluidos se ajustó con la correlación de Hagerdon & Brown, y para el análisis de sensibilidad de daño se realizó empleando valores de daño de 0, + 40 y + 65, para las condiciones actuales del pozo (intervalo 5395-5410 m), obteniéndose como se muestra en la gráfica 3 el siguiente comportamiento.

Gráfica 3.- Análisis de Fluido Multifásico



De los resultados obtenidos de la simulación se determinó que el Índice de Comportamiento de Afluencia (IPR) para un daño de + 65 se ajustaba a las condiciones actuales de presión y gasto que maneja el pozo Caparroso 75 (gráfica 3), corroborándose que la formación presenta un fuerte daño y de lograrse la remoción del daño de la formación a cero, con la aplicación de un Tratamiento de Estimulación la producción del pozo Caparroso-75 incrementaría de 750 bl/día a 1750 bl/día, lo cual representaría un incremento del 133%.

ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

De acuerdo a la información obtenida del pozo Caparroso-75, se detectó, que durante la etapa de perforación del pozo se presentaron pérdidas del fluido de perforación en el intervalo 5012-5614 m, siendo necesario utilizar obturantes de grano medio, ocasionando con esto un daño a la formación en la vecindad del pozo, razón por la cual al dispararse los intervalos 5550-5560 m y 5487-5512 m no se manifestaron.

Para la explotación de hidrocarburos en los intervalos 5550-5560 m y 5487-5512 m pertenecientes a las formaciones del Cretácico Medio y Cretácico Superior Agua Nueva respectivamente, fue necesario realizarles un tratamiento de estimulación con 20 m³ de ácido clorhídrico al 15%, lo cual corrobora que la formación en la vecindad del pozo se encontraba dañada.

Cabe señalar, que durante el tratamiento de estimulación se registraron presiones de admisión altas, lo cual es indicativo que la formación es de baja permeabilidad.

Con respecto al registro geofísico procesado del pozo Caparroso-75, se observó que litológicamente la formación es una caliza, compacta, con bajos valores de arcilla y porosidad, sin presencia de fracturas o cavernas, razón por la cual al bombear los fluidos del tratamiento de estimulación, se registran presiones de admisión altas (6,541 psi = 460 kg/cm²).

De acuerdo al comportamiento de la historia de producción de los intervalos 5550-5560 m y 5487-5512 m, presentada en la gráfica 1 se observa que después del tratamiento de estimulación del pozo, la producción de aceite declina aún cuando se le efectúan cambios de estranguladores, lo cual es indicativo que el daño a la formación no fue removido totalmente y los fluidos producidos por el pozo acarrearán finos de la formación, los cuales obstruyen el medio poroso, corroborándose esto al efectuársele una limpieza con ácido, registrándose un incremento en el gasto de producción de 82 m³/día a 300 m³/día.

La producción después del tratamiento de limpieza con ácido declina rápidamente a 105 m³/día, debido a que el tipo de ácido empleado y el bajo volumen de éste no fueron los adecuados para remover el daño presente en la vecindad del pozo en los 35 m disparados. Cabe mencionar, que el ácido clorhídrico a temperaturas altas (168°C), acelera su velocidad de reacción, disminuye su poder de disolución; ocasionando poca penetración y baja disolución del material calcáreo en la formación.

En lo que respecta al intervalo productor 5395-5410 m (15 m) para lograr su producción no se le realizó ningún tratamiento de estimulación y considerando que éste intervalo también se encuentra en la zona de pérdida del fluido de perforación, es muy factible que la formación presente daño, corroborándose esto con la declinación de la producción de aceite y la caída de la presión en la cabeza del pozo, como se puede apreciar en la gráfica 1.

Del análisis de la prueba de presión y temperatura realizada al pozo, se determinó que la formación es de baja permeabilidad y se encuentra dañada, por las pérdidas de los fluidos de perforación, por la migración de los finos acarreados por los fluidos producidos por el yacimiento y por la depositación de material orgánico.

De la simulación realizada con el software PIPE-SIM, se determinó que de eliminarse el daño presente en la formación, la producción del pozo Caparroso 75, se incrementaría de 750 bl/día a 1750 bl/día, lo cual representa un incremento de producción del 133%.

Por todo lo anterior, se recomendó realizar al pozo Caparroso-75 un tratamiento de estimulación simultáneo no-reactivo y reactivo. El primero con la finalidad de evitar el contacto directo del ácido con el aceite del yacimiento, romper las posibles emulsiones presentes en la formación, remover

deposiciones de material orgánico y restablecer la mojabilidad de la roca en caso de estar afectada.

El sistema reactivo con el objeto de mejorar las propiedades petrofísicas de la roca, porosidad y permeabilidad, generando canales conductivos, removiendo el daño presente en la formación, así como, la dispersión de los finos atrapados en las restricciones del medio poroso.

Debido a la alta temperatura de la formación, 168 °C, el tratamiento de estimulación sería realizado con una mezcla de ácidos clorhídrico-fórmico en una relación 9:1 respectivamente, con una concentración equivalente al del ácido clorhídrico al 15%, a fin de retardar la reacción del sistema ácido por el efecto de la alta temperatura; garantizando con esto una mayor disolución de la roca y una mejor penetración del ácido en el medio poroso.

DISEÑO DEL TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN

De acuerdo al análisis de la información recopilada, y a los resultados obtenidos del análisis de la prueba de presión realizada al pozo Caparroso-75 y a la simulación de análisis nodal, se diseñó un tratamiento de estimulación simultáneo no-reactivo y reactivo, mediante la aplicación del software Stim-Cade (Acidificación Matricial), así como, de pruebas de laboratorio las cuales permitieron definir la concentración de los aditivos a emplearse, con el objeto de evitar los posibles problemas al contacto de los fluidos del tratamiento con los fluidos del pozo.

En la tabla 2 se presentan los resultados de las pruebas físicas realizadas a una muestra de aceite crudo del pozo Caparroso-75, consistentes en la determinación de: la densidad, el porcentaje de aceite, agua y sólidos, °API, contenido de asfaltenos y parafinas.

Tabla 2.- Pruebas Físicas

Densidad (gr./cc)	Aceite (%)	Agua (%)	Asfaltenos (%)	Sólidos (%)	Parafinas (%)	°API
0.835	97.80	2.2	0.141	2.2	2.21	37.96

En las tablas 3 y 4 se presentan los diseños de los sistemas no-ácido y ácido evaluados, así como los volúmenes de los sistemas determinados por el software **STIM-CADE** y empleados en el tratamiento de estimulación del pozo Caparroso-75, incluyendo los nombres específicos de los aditivos utilizados para cada sistema, así como, sus porcentajes.

Tabla 3.-Sistema no-reactivo (OSA-M)

Volumen = 10 m ³		
Aditivo	Función	Porcentaje (%)
Paragón	Solvente aromático	92.0
Musol A	Solvente mútuo	5.0
Hyflo-IV	Desemulsificante	1.0
Targón	Removedor de material orgánico	2.0

Tabla 4.-Sistema reactivo (HTA-710 al 7.5%)

Volumen = 20 m³		
Aditivo	Función	Porcentaje (%)
HAI-81M	Inhibidor de Corrosión	2.0
HII-500	Intensificador del inhibidor	1.5
ABF (lb/gal de HII-500)	Catalizador	0.6
AS-9	Inhibidor de lodo asfáltico	2.0
Sperse-All	Surfactante	1.0
19-N	Antiemulsionante	0.5
Fe-5A	Secuestrante de Hierro	0.5
HII-124C (lb/Mgal)	Intensificador del secuestrante	2.0
Clasta-XP	Estabilizador de arcillas	0.1
HC-2	Suspensor de finos	0.1
MYF-2L	Acido fórmico	10.0

A fin de acidificar la mayor parte del intervalo, se recomendó realizar el tratamiento de estimulación en forma selectiva en dos etapas, utilizando en la primera como agente desviador ácido gelificado.

Por otra parte, con el objeto de que el ácido utilizado en la estimulación reaccionara totalmente en la roca de formación, se desplazó con una salmuera de cloruro de potasio, utilizándose un volumen de 27 m³.

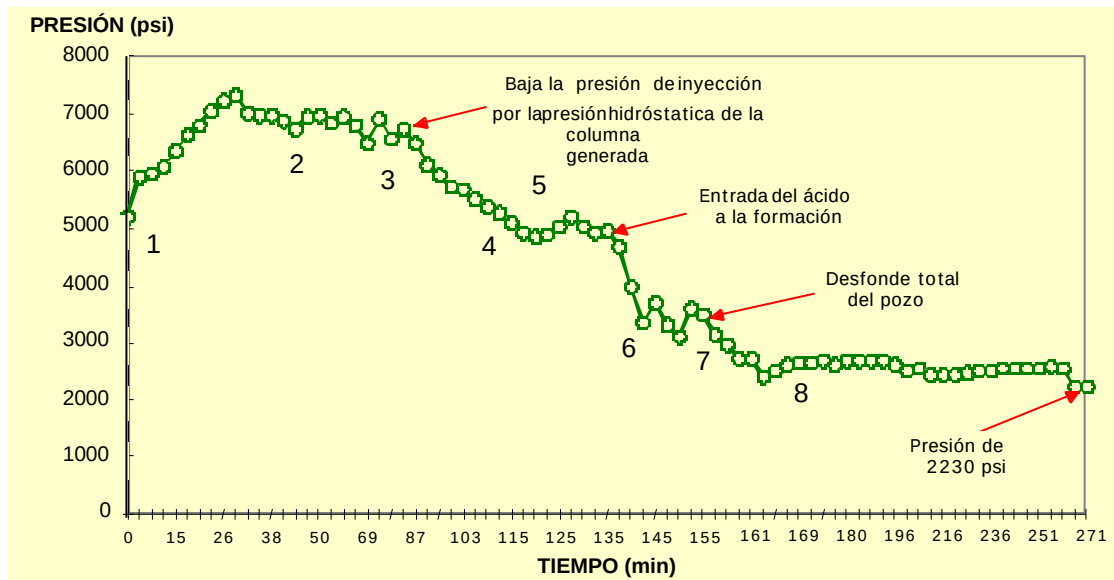
La cédula de tratamiento diseñada para el tratamiento de estimulación del pozo Caparroso-75, se presenta a continuación.

Cédula de Tratamiento	
	Instalar y probar líneas superficiales con 7,000 psi
1	5.0 m ³ de ácido HTA-710 al 7.5% (bache para abrir formación)
2	5.0 m ³ de sistema OSA-M
3	7.5 m ³ de ácido HTA-710 al 7.5%
4	5.0 m ³ de ácido HTA-710 al 7.5% gelificado
5	5.0 m ³ de sistema OSA-M
6	7.5 m ³ de ácido HTA-710 al 7.5%
7	3.0 m ³ de salmuera de KCl al 2.0%
8	Desplazamiento con 23.5 m ³ de agua dulce.

MONITOREO DEL TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN.

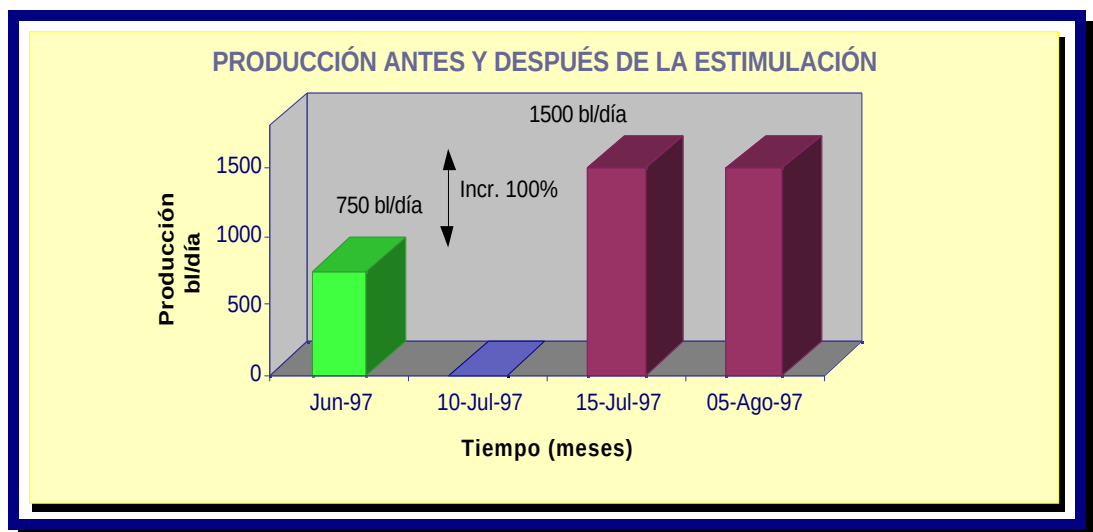
Con el objeto de visualizar el comportamiento de la presión con respecto al tiempo de inyección, los datos obtenidos del monitoreo de la operación fueron graficados y se presentan a continuación (gráfica 4).

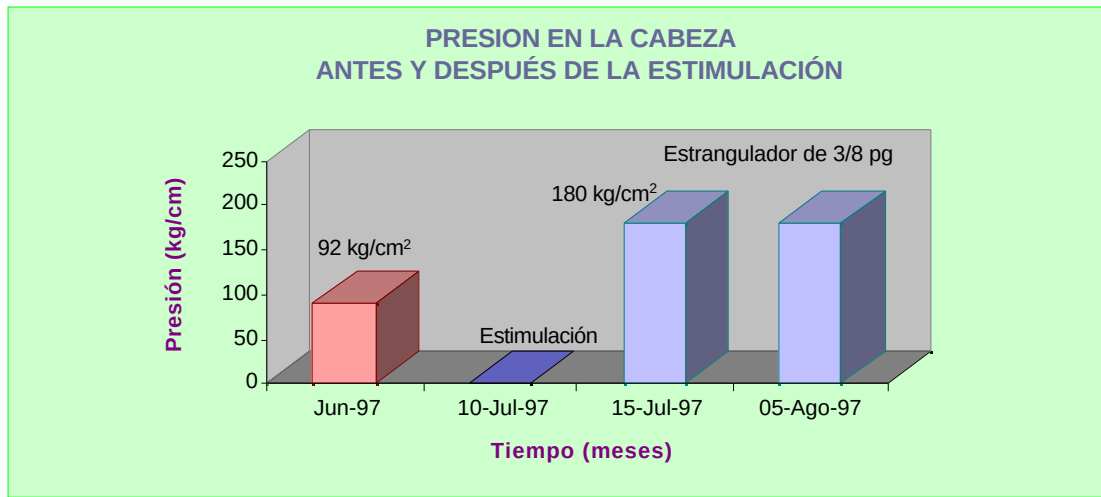
Gráfica 4.- Comportamiento de la Presión de Inyección



RESULTADOS OBTENIDOS

Del tratamiento de estimulación aplicado al Pozo al pozo Caparroso-75, se logró remover totalmente el daño presente en la formación; generando una mayor área de flujo del yacimiento hacia el pozo e incrementándose la presión en la cabeza del pozo, mejorándose sustancialmente la producción de hidrocarburos, como se puede apreciar en las gráficas de producción y presión comparativas antes y después de la estimulación.





CONCLUSIONES Y RESULTADOS

De los resultados obtenidos del estudio y la aplicación del tratamiento de estimulación realizado al pozo Caparroso-75, se concluye lo siguiente:

- Las pérdidas de fluido de perforación registradas durante la etapa de perforación ocasionaron un daño a la formación en la vecindad del pozo.
- La disminución de la producción del intervalo 5395-5410 m de la formación del Cretácico Superior San Felipe, se debió a los siguientes factores:
 - La formación se encontraba dañada por los fluidos de perforación.
 - No se le realizó ningún tratamiento de estimulación que permitiera remover el daño presentado en la formación.
- Del análisis de la prueba de presión-producción realizada al pozo Caparroso 75, se determinó que existía un fuerte daño en la formación ($S=+65$).
- Las pruebas de laboratorio indicaron que el aceite del pozo contiene material orgánico en forma coloidal susceptible a precipitarse, así como finos de la formación los cuales obstruyen el medio poroso.
- El tratamiento de estimulación simultáneo no reactivo-reactivo realizado al pozo Caparroso 75 fue el adecuado para remover el daño presente en la formación, lográndose con ésto un incremento en su producción de un 100%.
- Actualmente, la presión y la producción del pozo se han mantenido constantes, lo cual es indicativo del éxito en el tratamiento de estimulación simultáneo no-reactivo y reactivo, aplicado al intervalo 5395-5410 m, perteneciente a la formación del Cretácico Superior San Felipe, del pozo Caparroso-75.
- El disponer de información adecuada permite realizar una evaluación completa de las condiciones reales en las que se encuentra el pozo, así como, establecer los criterios para la selección del tipo de tratamiento de estimulación a aplicar, pronosticando resultados satisfactorios.